

# ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONSIDERANDO PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.

DIANA ALEJANDRA OROZCO ROGELES  
MARGGIE TATIANA ARIAS CASTILLO



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA  
PEREIRA  
2016

ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
CONSIDERANDO PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.

DIANA ALEJANDRA OROZCO ROGELES  
MARGGIE TATIANA ARIAS CASTILLO

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista.

**Director:** Harold Salazar Isaza, PhD

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA  
PEREIRA  
2016

Nota de aceptación:

---

---

Firma del director del proyecto:

---

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecida con mi familia por el apoyo prestado durante toda mi vida, a mis padres Withman Arias y Martha Castillo, por invertir todos sus esfuerzos para convertirme en una persona útil para la sociedad, y por enseñarme que la misión del ser humano es trascender. (Marggie Arias)

A mi esposo César Augusto por sus consejos, su apoyo, por creer en mí, por el amor, por la fuerza que me da cada día; a mis hijos Ángel Matías y el que viene en camino, por ser mi motivación, mi fuerza y mis ganas de luchar. (Marggie Arias)

Agradezco a Dios por guiarme, fortalecerme y poner en mi camino personas maravillosas que me enseñaron a formarme como persona. Es a ellos a quienes va dedicado este proyecto, pero en especial a mis padres y mi hermano que me han impulsado, ayudado, motivado y acompañado de manera incondicional para crecer como persona y profesional en este proceso de formación. También, va dedicado a mi tío Libardo Montoya Moncada por ser mi motivo de inspiración, el amigo de consejos sabios y el ser protector que hace parte del cielo. (Diana Orozco).

Este nuevo logro está dedicado a mis familiares, amigos, maestros y compañeros del CIDET que de alguna manera estuvieron presentes de principio a fin hasta llegar a este logro. (Diana Orozco).

Al ingeniero Harold Salazar Isaza por ser nuestro director, por instruirnos, por la paciencia y el tiempo.

Al ingeniero Ricardo Hincapié nuestro codirector, gracias por la ayuda prestada.

Gracias a todos los que de alguna manera aportaron en la realización de esta investigación.

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	8
1.1. Justificación .....	9
1.2. Objetivos.....	10
1.2.1. Objetivo general .....	10
1.2.2. <i>Objetivos específicos</i> .....	10
<b>2. ESTADO DEL ARTE</b> .....	11
<b>3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA</b> .....	14
3.1. Generalidades en el sistema eléctrico colombiano .....	14
3.2. Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica.....	15
3.3. Pérdidas de energía en la Red de Distribución.....	17
3.4. Energías Renovables.....	19
3.4.1. Diseño de la instalación solar fotovoltaica.....	20
<b>4. RESULTADOS NUMÉRICOS</b> .....	23
4.1. Identificación del sistema eléctrico adecuado para la evaluación financiera.....	23
4.1.1. Reducción de pérdidas debido a una instalación fotovoltaica en alta tensión.....	23
4.1.2. Reducción de pérdidas debido a una instalación fotovoltaica en media tensión .....	24
4.1.3. Reducción de pérdidas debido a una instalación fotovoltaica en baja tensión.....	27
<b>5. ESTUDIO DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO</b> .....	30
5.1.1. Flujos de caja.....	30
5.1.2. Evaluación de inversiones que generan flujos de capital para periodos determinados.....	31
5.2. Análisis de viabilidad económica usando como técnica el VAN. ....	31
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	36
<b>7. ANEXOS</b> .....	38
<b>8. BIBLIOGRAFIA</b> .....	41

## Nomenclatura y notaciones

### Abreviaciones

ADD	Área de Distribución
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
Cn	Flujo de Efectivo a n Años
Co	Valor del Flujo en el Año Inicial
COP21	La Conferencia de París sobre Cambio Climático
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CU	Costo Unitario
FNCER	Fuentes no Convencionales de Energías Renovables.
HSP	Horas de Sol Pico
i	Tasa de Descuento
IVA	Impuesto al Valor Agregado o Añadido
kV	Kilovatios
LCOE	Costes Nivelados de la Energía
MW	Megawatts
OR	Operadores de Red de STR Y SDL
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
RD	Respuesta de Demanda
RI	Red Inteligente
SAIDI	Tiempo Total Promedio de Interrupción Por Cliente, Por Año.
SAIFI	Frecuencia Media de Interrupciones por Cliente, Por Año.
SDL	Sistemas de Distribución Local
SIN	Sistema interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STR	Sistemas de Distribución Regional
VAN	Valor actual neto
VNP	Valor Presente Neto
Wp	Potencia Nominal del Panel

## RESUMEN

En el presente documento se plantea la forma de hacer un estudio de viabilidad financiera de proyectos fotovoltaicos, incluyendo como variable de decisión las pérdidas de potencia activa.

En primera instancia se abordan los elementos teóricos necesarios para comprender los resultados de la investigación, con el objetivo de hacer el análisis de viabilidad, el primer elemento que se debe plantear es una contextualización del sector eléctrico, y cuál es el rol de la variable decisoria en las actividades productivas del sector, es decir de qué manera la disminución de las pérdidas puede representar rentabilidad para algún agente, que se verá expresado en el esquema tarifario. En función del objetivo general del proyecto se enmarca las características de las energías renovables en específico de la que concierne esta investigación, que es la energía solar fotovoltaica. A continuación, se aborda los elementos básicos para hacer la evaluación financiera de un proyecto como flujos de caja y matemática financiera que será aplicada en el siguiente capítulo.

Seguidamente se hace una aproximación a identificar el sistema fotovoltaico que por sus características permita una mayor reducción de pérdidas, y por ende una mayor rentabilidad. Las características del sistema por analizar son el nivel de tensión, y la configuración de instalación de los paneles. Los niveles de tensión analizados son: alta tensión usando la red de Pereira como sistema de prueba, en el caso de media y baja tensión se utilizan sistemas de prueba IEEE. Estos sistemas de prueba establecen un caso base en cada nivel de tensión y los casos de estudios los establece dichos sistemas con modificaciones hechas por la generación adicional debida a la instalación fotovoltaica. Para lograr esta deducción se hacen diseños de parques fotovoltaicos en los 3 niveles de tensión que se anexan al documento para que el lector pueda consultarlos con facilidad.

La configuración de instalación de paneles se refiere a la forma en que será de mayor beneficio instalar los paneles, en parque fotovoltaico con una mayor generación concentrada, o totalmente distribuido es decir en todos los nodos del sistema con generaciones más pequeñas, este ejercicio se hará en el sistema escogido anteriormente, es decir ya con el nivel de tensión identificado se procede a hacer este análisis. La elección del sistema se hará basado en el análisis comparativo de los casos bases y los casos de estudio, eligiendo la configuración que represente menores pérdidas.

Con base en este primer acercamiento al sistema se procede a evaluar la rentabilidad con la inclusión de la variable de pérdidas de potencia activa mediante una técnica clásica de evaluación de proyectos llamada valor actual neto (VAN), en la que básicamente se compara los ingresos del proyecto gracias a la variación de la variable decisoria, con los costos de inversión de la instalación.

## 1. INTRODUCCIÓN

El mundo está viviendo un aumento permanente de la demanda de energía eléctrica para satisfacer las necesidades sociales, económicas y productivas para el desarrollo de los países. Sin embargo, el aumento de suministro de energía eléctrica, tal como está concebido, disminuye la sostenibilidad ambiental, produce un agotamiento y aumento de los precios de los combustibles fósiles, reduce los niveles de confiabilidad y calidad requeridos en el sector.

Como solución a la disminución del impacto ambiental y a la reducción de los costos de las actividades productivas del sector se puede implementar la alternativa de instalar fuentes de energías renovables, dentro de ellas está la energía solar fotovoltaica, donde se centrará la investigación, específicamente en la justificación económica de la instalación de este tipo de generación de energía.

La generación con energía solar fotovoltaica es respetuosa con el medio ambiente, en algunos casos podría ser económicamente competitiva con los combustibles fósiles, comúnmente usadas en smart grids, proporciona autonomía, generan mayor confiabilidad al sistema cuando se usan como soporte a la red, brindan mayor eficiencia al sistema, entre otros.

El enfoque de esta investigación es hacer un estudio de viabilidad económica analizando la inclusión de una nueva variable financiera para decidir hacer la instalación como lo es pérdidas de potencia activa, este enfoque no es habitual ya que hasta el momento la evaluación de proyectos de generación de energía se ha hecho desde la comparación de los costos de inversión, instalación, financiación y mantenimiento con la cantidad de energía que se espera que los paneles produzcan durante su vida útil, esta comparación guiará al costo de producción de la energía fotovoltaica, que se contrastará con el precio de compra de energía de la red.

Las pérdidas de potencia activa se originan durante la transmisión y distribución de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los de consumo debido a la inherente naturaleza resistiva de las líneas, calentamiento de los transformadores, entre otras causas. Aunque estas pérdidas no se pueden eliminar por completo, se puede reducir mediante mejoras en la red e implementación de estrategias enfocadas a la gestión eficiente de la energía.

La disminución de pérdidas de potencia activa en este proyecto se logra con instalación de paneles en todos los nodos del sistema gracias a esta generación distribuida se disminuyen las corrientes transportadas por las líneas. La razón por la que se hace esta reducción de pérdidas será la de involucrarlas como nueva variable decisoria en la evaluación de rentabilidad de proyectos fotovoltaicos.

Debido a que la variable de decisión utilizada en la investigación es las pérdidas de potencia activa, esto descarta como mercado objetivo a los operadores de red (OR)



que presente pérdidas de potencia por debajo de las pérdidas eficientes, los usuarios residenciales y/o los autogeneradores de gran o pequeña escala, que desean instalar este tipo de generación y hacer la evaluación de la rentabilidad del sistema mediante la técnica planteada en este documento. Para este tipo de mercado se deberá hacer la evaluación financiera de la manera convencional ya explicada.

A pesar de la exclusión de estos mercados que comúnmente están interesados en la instalación de generación de energía solar fotovoltaica, el segmento de mercado potencial para aplicar la metodología propuesta sigue siendo amplio ya que de los 30 OR's en el país muy pocos están en las pérdidas eficientes, establecidas alrededor del 9% por la CREG en el decreto 1937 de 2013.

## **1.1. Justificación**

Debido a la duda permanente de la viabilidad económica de los proyectos de generación de energía a través de fuentes renovables causada por los altos costos iniciales que representan las tecnologías que usan este tipo de energía, y aunque hoy en día los precios de las tecnologías del sistema fotovoltaico como los paneles fotovoltaicos, inversor, convertidores y almacenadores de energía han disminuido sus costos, la pregunta de si es viable reemplazar una planta térmica o de cualquier otro tipo de generación que resulte contaminante para el medio ambiente por su equivalente en generación distribuida o en parques fotovoltaicos y esta duda que se genera es específicamente por razones financieras.

El uso de las energías renovables ayuda a mitigar los riesgos generados por el cambio climático, inestabilidad económica de una manera eficaz y segura, generando una sostenibilidad energética para el desarrollo del país.

Estas numerosas ventajas hacen que se concentre los esfuerzos en su justificación y es por esta razón que se hace necesario hacer estudios de viabilidad económica como el presentado en este documento. Y como son tantas las ventajas que presentan ellas, se deben analizar todas las perspectivas y todas las variables que puedan influir en tomar una decisión de instalación.

Actualmente la competitividad de los diferentes tipos de generación se hace al comparar los costos normalizados de la electricidad (LCOE) que consiste en la división del costo de inversión para comprar, instalar, financiar y mantener el sistema, dividido entre el total de electricidad que se espera que este produzca durante su vida útil, en este estudio de viabilidad económica de fuentes fotovoltaicas se incluye como variable de decisión las pérdidas de potencia activa, valiéndonos de que la instalación de fuentes de generación distribuida disminuye las corrientes por las líneas y transformadores con esto disminuye el calentamiento de los mismos lo que repercute directamente en una disminución de las pérdidas. Este análisis pretende justificar la instalación desde un punto de vista económico, y un enfoque

diferente al tradicional ya que hasta el momento no se había incluido esta variable en la decisión de rentabilidad.

La pregunta formulada comúnmente es: ¿el costo de producción de la energía a partir de paneles fotovoltaicos es igual o menor que el costo de comprar energía de la red? Para responder esta pregunta se comparará los precios de inversión, instalación, financiación y mantenimiento con la cantidad de energía que se espera que los paneles produzcan durante su vida útil, esta comparación nos guiará al costo de producción de la energía fotovoltaica, que se contrastará con el precio de compra de energía de la red.

La investigación plantea un sistema fotovoltaico integrado a la red, en donde se puede analizar su factibilidad financiera incorporando como variable adicional al modelo financiero para tomar una decisión de hacer la instalación a las pérdidas de potencia activa gracias a la generación que los paneles producen durante su vida útil. El método de evaluación financiera usado en este proyecto es el de valor actual neto (VAN).

Diferente al enfoque tradicional de buscar el precio de paridad de red entre la energía fotovoltaica y la red [], este ejercicio va netamente dirigido a cuál de las dos formas de generación es más económica y rentable.

La instalación de estos paneles causará la reducción en puntos porcentuales de pérdidas de potencia activa. Y es por esta razón que el mercado objetivo son aquellas empresas que presentan pérdidas mayores a las perdidas eficientes.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Analizar la viabilidad económica de la instalación de energía solar fotovoltaica en una red de distribución incluyendo las pérdidas como variable de decisión.

### **1.2.2. Objetivos específicos.**

- Identificar el nivel de tensión en el que es más rentable la instalación de paneles.
- Incorporar las pérdidas de energía eléctrica como una variable de decisión de viabilidad económica de una instalación fotovoltaica.
- Calcular la rentabilidad de la instalación del sistema de generación fotovoltaico.

## 2. ESTADO DEL ARTE.

En el presente estado del arte se trataron documentos que hacen referencia a la aplicación de tecnologías de generación de energía fotovoltaica a nivel nacional e internacional, los cuales desarrollan la evaluación técnica y económica de estudios para la verificación de eficiencia, factibilidad y sostenibilidad del comportamiento de una instalación de generación fotovoltaica en sistemas de distribución aislado o conectada a la red eléctrica. Como se indicará a continuación

1. *“Impacto de la generación fotovoltaica en un sistema de distribución local”*, el documento estudia el comportamiento de los voltajes nodales al incluir generación fotovoltaica en sistemas de distribución local. Este análisis se realiza a través de funciones de probabilidad con datos reales de la irradiancia solar y ecuaciones que modela el generador fotovoltaico [16].
2. *“Energías renovables, aplicaciones y herramientas para el desarrollo y elaboración de proyectos”*, el documento explica los factores y componentes de costo/beneficio de la implementación del diseño y sostenibilidad ambiental de las principales tecnologías de energía solar fotovoltaica aplicadas en sistemas aislados o conectados a la red [22].
3. *“When will rooftop solar be cheaper than the grid? Here's a map”*, el documento evalúa cuando el costo de la producción de energía solar fotovoltaica será igual o menor que la red eléctrica, el cual es llamado punto de “paridad con la red”. Esta investigación analiza el costo tarifario de energía a través de mapa de tarifas promedio de electricidad por código postal para determinar los Costes Nivelados de la Energía (LCOE) del panel [18].

Se estudiaron documentos para visualizar y comprender el comportamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía producidas en las actividades de generación de energía eléctrica. Por ello, se consultaron métodos, modelos, simulaciones y marcos de regulación para la evaluación de sistemas que permitan reducir la cantidad de pérdidas de producidas en los sistemas de distribución y reducir su costo en la Formula Tarifaria de la CREG.

1. *“Estimation of technical energy losses in electrical distribution systems”*, el documento analiza las técnicas estadísticas para reducir la cantidad de

información y tiempo de cálculo para la estimación exacta de pérdidas de energía presentados en los sistemas de distribución [23].

2. *“Análisis de pérdidas no técnicas de las empresas de distribución eléctrica”*, el documento compara el comportamiento de los programas de reducción de pérdidas de las empresas distribuidoras/comercializadores de América Latina, mediante un análisis de estimación de las variables determinantes en las pérdidas técnicas y No técnica de la propuesta regulatoria de la CREG [24][25].
3. *“Propuesta para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local”*, esta cartilla da a conocer y entender a los ciudadanos la propuesta para remunerar la reducción de pérdidas no técnicas de energía en los sistemas de distribución; es decir, las pérdidas eficientes que forman parte de las componentes de la fórmula tarifaria con la cual se cobra el servicio al usuario final [26].
4. *“Impacto de la respuesta en demanda en el cálculo de los cargos por uso del sistema de distribución”*, se analiza los métodos de barrido iterativo y simulaciones para la implementación de programas de RD en el sistema de distribución. Esta implementación busca aplanar la curva de demanda para generar la reducción del costo de las pérdidas técnicas en la fórmula tarifaria general y el aumento de la eficiencia energética del sistema [27].

Se estudiaron documentos para comprender las técnicas de evolución financiera, marco regulatorio, disminución de la contaminación ambiental y aumentar la sostenibilidad a nivel nacional e internacional. Se observó el estudio de costo beneficio de la implementación en energías renovables no convencionales aplicadas en los sistemas de distribución.

1. *“Evaluación técnica y financiera de alternativas energéticas renovables no convencionales para incorporar a la gestión energética del casino de Suboficiales Badilla”*, se realiza metodologías para la evaluación técnica y financiera de proyectos de energías limpias incorporadas a la Gestión Energética del Casino o cualquier otro lugar. Este análisis busca disminuir los costos de presupuesto en la incorporación de medidas de gestión energéticas para aumentar la sostenibilidad y disminuir del impacto al medio ambiente [28].
2. *“Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia”*, el documento desarrolla una visión de la situación mundial y en Colombia de la cadena productiva de generación de energía eléctrica y

cambio climático, para analizar el marco regulatorio y el costo beneficio de generación a través de la implementación de energías renovables no convencionales [29].

3. *“Smart grids Colombia visión 2030. Parte 1: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de redes inteligentes en Colombia”*, el documento analiza el marco regulatorio y la ruta más apropiada para la implementación del RI y energías renovables, las cuales son aplicadas al sistema eléctrico colombiano. Esta metodología tiene en cuenta los aspectos regulatorios y normativos para observar la viabilidad técnica y económica, la evaluación de beneficio/costo de la implementación para un escenario temporal 2030 [30].

### 3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.

#### 3.1. Generalidades en el sistema eléctrico colombiano

El sistema eléctrico colombiano inicia la prestación servicio a finales del Siglo XIX por medio de inversionistas privados que conformaron las empresas encargadas de generar, distribuir y comercializar la energía. Posteriormente, el sector aumenta la demanda de energía debido al crecimiento de la población a nivel residencial, industrial y transporte. Sin embargo, el sistema necesitaba cambios tecnológicos para aumentar la cobertura; no obstante, las empresas no realizaron las ampliaciones requeridas para la prestación del servicio causando la intervención del Estado [1].

A comienzo de la década de los noventa, las empresas de energía con estructura estatal se convirtieron en una carga para el Estado debido a la baja eficiencia en administración y operación del recurso colombiano, dando como resultado la crisis el racionamiento de electricidad entre los años 1991-1992 [1]. Por ello, se desarrolló la reestructuración del sector eléctrico con la Constitución de 1991, la cual modificó el modelo de Estado; es decir, eliminó la estructura estatal monopolizada para propiciar la participación e integración de las empresas privadas en un mercado de competitividad.

Ante esta situación Colombia expidió la Ley 142 (Ley de Servicios Públicos) y la Ley 143 (Ley Eléctrica) de 1994 [2], las cuales separaron las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización para reconfigurar la participación de las empresas en el sector eléctrico; es decir, fomentar la prestación de servicios públicos domiciliarios con eficiencia y calidad para modernizar el sector eléctrico colombiano. También se formaron entidades estatales encargadas de la regulación (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG), planeación (Unidad de Planeación Minero Energética -UPME), el control y la vigilancia (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios- SSPD) [3].

A partir de la nueva estructura del mercado del sector eléctrico los agentes de prestadores del servicio pueden operar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización en SIN (Sistema interconectado Nacional), pero deben garantizar el servicio a los usuarios finales con seguridad y confiabilidad. A continuación, se definirá las actividades realizadas por los agentes prestadores del servicio de energía eléctrica [1][3].

**Generación:** Son sistemas encargados de la producción o generación de energía eléctrica mediante plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La producción de energía se puede transar en la bolsa de acuerdo a la capacidad instalada. Como se indicará a continuación [4].

1. Sistemas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con capacidad instalada igual o mayor a 20MW, tienen la obligación de transar en la bolsa de energía.
2. Sistemas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con capacidad instalada entre 10MW y 20MW, pueden optar transar en la bolsa de energía.
3. Los autogeneradores producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por ello, no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional. Los autogeneradores no pueden vender parcial o totalmente su energía a terceros, no obstante, en situaciones de racionamiento.
4. Los cogeneradores producen energía utilizando un proceso de cogeneración; es decir, proceso de producción de combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales.

**Transmisión:** Son sistemas de transporte de energía eléctrica de alta tensión que opera por medio de un conjunto de líneas, subestaciones con equipos asociados y transformadores que trabajan a tensiones entre 220-500 Kilovatios (kV) o a través de redes regionales.

**Distribución:** Son sistemas de transporte de menor cantidad de energía eléctrica destinados al usuario final, a través de un conjunto de líneas y subestaciones que contienen equipos asociados para operar a tensiones menores de 220 Kilovatios (kV) que no pertenecen a los Sistemas de Transmisión Regionales (redes regionales o interregionales de transmisión) y los Sistemas de Distribución Local (redes de distribución municipales o distritales)

**Comercialización:** Los sistemas de comercialización compra la energía eléctrica en el Mercado Mayorista de Energía y la venta a otros comercializadores o usuarios finales regulado o no regulados.

### **3.2. Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica**

Las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, se garantizan a través del cobro de energía a los usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se utiliza la fórmula tarifaria para el cálculo del Costo Unitario (CU) de la energía eficiente en cada Kilovatio por hora. La fórmula considera la suma de los costos de las actividades de prestación de servicio y los fenómenos que ocurren al entregar el kilovatio hora [5].

De acuerdo con lo anterior, la Resolución 240B de la CREG del 2015 [5] establece la Formula de Costo Tarifario base aplicados a los usuarios finales regulados para garantizar los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución de ingreso, simplicidad y transparencia de acuerdo con el Artículo de 87 de la Ley 142 de 1994. Como indicara a continuación.

La fórmula determina el Costo Unitario (CU) de Prestación de Servicio contiene dos tipos de costos: el costo variable de acuerdo con el nivel de consumo [\$/kWh] y el costo fijo [\$/factura] [5].

$$CU_{fm} = G_{mi,j} + T_m + D_{n,m} + C_{v,m,i,j} + PR_{n,m} + R_{m,i} + A_{jm,i}$$

$$CU_{fm,j} = \beta * C_{fm,j} \quad (1.1)$$

Donde

$n$	Nivel de tensión de conexión del usuario
$m$	Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
$i$	Comercializador Minorista
$j$	Mercado de Comercialización
$CU_{v,n,m,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión $n$ , en el mes $m$ , del Comercializador Minorista $i$ , en el Mercado de Comercialización $j$
$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista $i$ , en el mes $m$ , en el Comercializador Minorista $j$ ,
$T_m$	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) en el mes $m$ .
$D_{n,j,p,m}$	Cargo por uso del STR y el SDL aplicables a municipios $p$ , trasladados al Comercializador minorista correspondiente al mes $m$ , para los niveles de tensión $n$ , al que se encuentre conectado el usuario regulado, de acuerdo por los cargo por uso del STR y SDL del Operador de Red $j$ o del ADD respectiva, que se encuentre vigentes, en el mes $m$
$C_{v,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes $m$ , del Comercializador Minorista $i$ , en el mercado de comercialización $j$



que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kwh).

$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y de Servicio asociados con generación en \$/kwh asignados al Comercializador Minorista $i$ , en el mercado de comercialización $j$ .
$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kwh) acumuladas hasta el nivel de tensión $n$ , para el mes $m$ , Comercializador Minorista $i$ , en el mercado de comercialización $j$ .
$AJ_{m,j}$	Factor de mitigación de variaciones extraordinarias del CU (\$/kwh) correspondiente al mes $m$ para el mercado de Comercialización $j$ .
$CUf_{m,i}$	Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes $m$ , Comercializador Minorista $i$ , en el mercado de comercialización $j$
$\beta$	Porción de Costo base de comercialización de $Cf_{m,j}$ , que remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación de servicio. $CUf_{m,j}$
$Cf_{m,j}$	Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes $m$ , Comercializador Minorista $i$ , en el mercado de comercialización $j$

### 3.3. Pérdidas de energía en la Red de Distribución

Las pérdidas de energía se producen en la generación y el transporte de energía eléctrica. Estas pérdidas se representan en el sector eléctrico como pérdidas técnicas, debido al calentamiento producido al conducir la energía eléctrica a través de las líneas de transporte de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local y los transformadores, y las pérdidas no técnicas, se representan como la energía no contabilizada en los medidores de energía eléctrica debido al hurto o mala manipulación de los equipos del sistema eléctrico [5][6].

El sistema eléctrico colombiano determina el costo tarifario de pérdidas de energía a partir de las pérdidas eficientes expresadas en \$/kWh; es decir, la suma de la totalidad de las pérdidas técnicas más una pequeña fracción de pérdidas no técnicas. A partir de lo anterior, se calcula el costo de pérdidas eficientes de energía, los costos de transporte de las pérdidas eficiencia de energía, los costos de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas del Artículo 12 de la Resolución 240B de la CREG del 2015 [5]. Como se indica a continuación.

$$PR_{n,m,i,j} = \left( \frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m} \right)$$

Para calcular en términos horarios se considera la siguiente expresión.

$$PR_{n,m,i,j} = \left( \frac{G_{h,m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_h * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m} \right)$$

Donde

$G_{m,i,j}, G_{h,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista $i$ , en el mes $m$ o hora $h$ , en el Comercializador Minorista $j$ .
$IPRSTN_{m-1}$	Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignados por el ASIC durante el mes $m - 1$
$IPR_{n,m,j}$	Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización $j$ , en el mes $m$ , acumulados hasta el nivel de tensión $n$ del Sistema de Distribución respectivo.
$CPROG_{j,m}$	Cargo en (\$/kWh) por el concepto del Plan de Perdidas, del Mercado de Comercialización $j$ , en el mes $m$ .
$T_m$	Cargos por el uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes $m$ y hora $h$ .

En consecuencia, la CREG en el decreto 133 de 2011 [7] establece remuneración de los costos eficientes en el plan de reducción de pérdidas de energías, presentada por las empresas que realizan actividades en los sistemas de distribución que son cobradas a los usuarios finales de acuerdo al estrato residencial, comercial o industrial conectados a la red de baja, media y alta tensión, y los grandes usuarios conectado empresa de energía eléctrica.

Como resultado de lo anterior, se debe desarrollar estrategias y evaluar el costo-beneficio de la integración de nuevas alternativas de sistemas tecnológicos que aumenten la cobertura, la economía, la capacidad, la robustez, la eficiencia y la sostenibilidad de la red para proporcionar el suministro de energía a todos los usuarios de forma continua. Uno de los agentes encargados son los Operadores de Red de STR Y SDL (OR), los cuales manejan la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL,

incluidas sus conexiones al STN [8]. Así mismo, los OR administran, operan y ejecutan proyectos de reducción de pérdidas eficientes para estar cerca de los porcentajes o niveles del 9% establecidos por la CREG en el decreto 1937 de 2013 [9], para generar ingresos financieros que incrementen la sostenibilidad del sector eléctrico a nivel nacional e internacional.

Una de las alternativas para la disminución de pérdidas y operación estable de los sistemas eléctricos es aplanar la curva de carga o demanda de energía; es decir, el sistema eléctrico colombiano tiene demandas altas de energía en ciertos instantes del día “horas pico” y bajas demandas en otros instantes del día “horas valle”, debido a la característica de la carga del sistema en la zona residencial, la comercial y la industrial o de la forma que se combina para producir el pico [10]. Estos cambios de demanda causan problemas de fluctuaciones durante el día al sistema eléctrico colombiano, pero ante estas condiciones la red eléctrica debe de operar de manera constante, confiable y segura.

Para asegurar la operación del sistema eléctrico se realizará el aplanamiento de la curva de demanda; es decir, se utilizarán energías renovables cuando el sistema opera con demandas altas a ciertas horas del día (horas pico) y se utilizarán unidades de almacenamiento cuando el sistema opera con una demanda baja a ciertas horas del día (horas valle). Lo anterior se realiza para obtener control de la curva de demanda a través de las energías alternativas; en otras palabras, reducir las pérdidas eficientes por medio de la disminución del calentamiento producido al pasar energía eléctrica a través de líneas y transformadores.

### **3.4. Energías Renovables.**

Las energías renovables son fuentes constantes e inagotables aprovechadas en tecnologías aplicadas en los sistemas de generación de energía eléctrica, debido al incremento continuo de la demanda para satisfacer las necesidades sociales, económicas y productivas para el desarrollo del país. Por esta razón, el sector eléctrico busca un crecimiento basado en la sostenibilidad ambiental y la optimización de la infraestructura por medio de modelos competitivos y eficientes, el cual es realizado a través de proyectos que impulsan la economía de un mercado eléctrico modernizado y económicamente viable.

Actualmente los proyectos de energías renovables aplicados en países como China, Japón, Alemania, Comunidad Europea, Estados Unidos y entre otros, representan un porcentaje de 19% y el resultante es aproximadamente de 81% de energía proveniente de fuentes fósiles [11]. En consecuencia, los países tienen la necesidad de disminuir el consumo proveniente de fuentes fósiles aplicadas en los sectores de generación de energía eléctrica, transporte, comercio e industrial. Por lo tanto, la reducción de energías convencionales se verá reflejada a través de políticas y programas para reducción de niveles de contaminación tal como tendencia “verde”, Colombia hacia la COP 21 [12] y tercerización para incrementar la eficiencia y

eficacia en la operación de las actividades de generación, transmisión y distribución [3] para promover el uso de energías a través de bajos costos y garantizar el bienestar social y económico en el país.

Existen varias alternativas para el uso de las energías renovables, pero a continuación se indicará el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas.

#### **3.4.1. Diseño de la instalación solar fotovoltaica.**

En Colombia la energía solar no es competitiva con otras energías, debido al alto costo de las instalaciones fotovoltaicas; sin embargo, estas aplicaciones representan la segunda fuente energía renovable con mayor penetración en el mundo, después de la energía eólica [11].

Los países desarrollados y en vía de desarrollado utilizan las tecnologías fotovoltaicas para aumentar la capacidad de generación en las regiones, con el fin de promover una solución a la creciente demanda de energía eléctrica en el sistema y la disminución de pérdidas de energía producidas por el calentamiento de las líneas o transformadores. Además, estas tecnologías en uso masivo pueden desplazar la generación térmica para disminuir las emisiones de efecto invernadero y producir bienestar socio-económico a través de instalaciones de energías distribuidas.

Las instalaciones solares fotovoltaicas son tecnologías que transforman la energía de la radiación solar directa en energía útil, mediante paneles solares o módulos fotovoltaicos. Estos módulos contienen células solares de materiales semiconductores como el silicio, ya que la energía que liga los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones (luz solar). Al incidir la luz solar en el semiconductor, se suministra la energía necesaria a los electrones de valencia para que rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor; en consecuencia, se permite el paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben los módulos [13]. Con respecto al diseño de una instalación fotovoltaica o un parque fotovoltaico, se desarrollará cálculos referenciados a la potencia requerida por el generador y el valor de irradiancia mínima de la zona, para obtener el número de paneles y área ocupada por los módulos instalados. Sin embargo, en la presente investigación no se considerará el área de la instalación por razones de simplicidad.

A continuación, se describirá las condiciones para el diseño de la instalación fotovoltaico [14].

1. Se realizará la selección de un panel fotovoltaico PPS250W de Foshan Prostar Science & Technology Development Co, Ltd [15], para determinar el número de paneles requeridos por el generador; es decir, a través de las especificaciones del datasheet del panel se puede obtener potencia nominal del panel en Wp. Como se indica en la figura 1.

Potencia máxima (Pmax)	250 Wp
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmax)	36 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	6.94 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	45.8 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7.5 A
Eficiencia	14.9 %
Tolerancia de potencia (+)	+ 5 %
Condiciones de prueba estándar (STC): Masa de aire AM 1.5, radiación 1000W/m², temperatura de célula 25°C.	

Figura 1: specification sheet de PPS250W de Foshan Prostar Science & Technology Development Co, Ltd

2. Se define la irradiancia en condiciones estándares de medida.
3. Se determina el número de paneles para suplir la potencia del generador a través de la irradiancia en condiciones estándares y otros factores. Como se indica en la ecuación.

$$\#Paneles = \frac{P}{P_{nom} * n * \frac{G_{ef}}{G_{std}} * (1 - FS)} \quad \text{ecuación 1}$$

Donde

$P$  Potencia entregada por el generador fotovoltaico

$P_{nom}$  Potencia nominal de cada panel

$G_{ef}$  Irradiancia efectiva incidente en el plano del generador  $\frac{kW}{m^2}$

$G_{std}$  irradiancia en condiciones estándar de medida  $G_{std} = 1 \frac{kW}{m^2}, T = 25^{\circ}C$

$FS$  Factor de sombras (Varía entre 0 y 1, entre más sombra exista más cercano será a 1 este factor)

$n$  Rendimiento del sistema (Varía entre 0,4 y 0,85 entre más alto mejor es la eficiencia del sistema)



## **4. RESULTADOS NUMÉRICOS.**

### **4.1. Identificación del sistema eléctrico adecuado para la evaluación financiera.**

Con el fin de identificar el sistema en donde la instalación fotovoltaica genera mayores beneficios para el OR, considerando como variable de decisión las pérdidas de potencia activa, se establece ciertos casos que permitirán hacer el análisis comparativo y determinar algunos descriptores básicos del sistema.

Los descriptores básicos del sistema a las que se refiere este proyecto son: nivel de tensión más adecuado, configuración o tipología de la instalación y, número y capacidad de los paneles. Cuando se habla de los descriptores más adecuados nos referimos a temas netamente económicos es decir que las configuraciones más adecuadas o ideales serán aquellas que al compararse con su caso base logren una mayor disminución de pérdidas y con esto generen una mayor rentabilidad.

Los casos bases de estudio corresponden a aquellos donde no se considera penetración de fuentes renovables o paneles solares.

En cuanto al nivel de tensión se hicieron pruebas con tres niveles de tensión: Alta tensión en anillo que caracteriza la ciudad de Pereira, para media tensión se toma el sistema de prueba de 33 nodos IEEE y por último para baja tensión se toma el sistema de prueba de 61 nodos IEEE (con algunas simplificaciones).

Estos tres sistemas son los casos bases de la investigación, las modificaciones a estos casos establecen los casos de estudio que serán comparados y analizados frente a los casos bases. Estas modificaciones se caracterizan por tener generación adicional a la establecida en el sistema de prueba, esta generación proviene de fuentes fotovoltaicas.

#### **4.1.1. Reducción de pérdidas debido a una instalación fotovoltaica en alta tensión.**

El caso base de la red de alta tensión (Caso base A) es establecido por el sistema de Pereira mostrado en la figura 2. Se realizó un caso de estudio en donde se ubican dos parques fotovoltaicos en “Alto el nudo” y “Mundo Nuevo” dando continuidad a la investigación iniciada en la referencia [15]. Los diseños de los parques fotovoltaicos se realizan tomando en cuenta que aquellos cubrirán el 1% de la demanda de Pereira. Siguiendo la metodología propuesta para calcular el número de paneles el diseño es de 12835 paneles, desarrollado en el anexo 1.

Caso de estudio A: demandas iguales a las del caso base de Pereira, a los nodos que entregan energía del caso base se le adicionan dos nodos con pequeñas generaciones provenientes de la instalación de parques fotovoltaicos en los dos puntos propuestos, es de aclarar que estos dos nodos se comportan como nodos PQ, ya que estos no pueden sostener el voltaje. Estas dos generaciones solo están disponibles de 8 am a 3 pm que es donde pueden producir energía la instalación fotovoltaica. Durante estas horas las generaciones serán directamente proporcionales a la irradiancia media, datos proporcionados por la referencia [15], después de un trabajo de aproximación estadística.

Al realizar la comparación de flujo de potencia entre el caso base y el caso de estudio se evidencia una reducción de pérdidas de potencia activa en las horas de 8 AM a 3 PM como se puede observar en la figura 2.

La reducción de pérdidas equivale a 13680 kWh, es decir que se reduce el 3% de pérdidas al día gracias a la instalación de estos dos parques, esta cifra da un indicativo de que se puede lograr alguna reducción, sin embargo, el número es poco atractivo para hacer una justificación económica que indique viabilidad de la instalación.

Por lo tanto, se procede a bajar el nivel de tensión y repetir el ejercicio.

#### **4.1.2. Reducción de pérdidas debido a una instalación fotovoltaica en media tensión**

El ejercicio en media tensión fue similar al realizado en la red de alta, el caso base de este ejercicio es el sistema de prueba IEEE de 33 nodos que se muestra en la figura 4. (Caso base B)

El caso de estudio B tiene las mismas demandas del caso base, pero con generación de energía fotovoltaica en los nodos 16 y 28 del sistema. Estas demandas son modeladas como una demanda de potencia negativa para fines prácticos, ya que estos nodos son PQ.



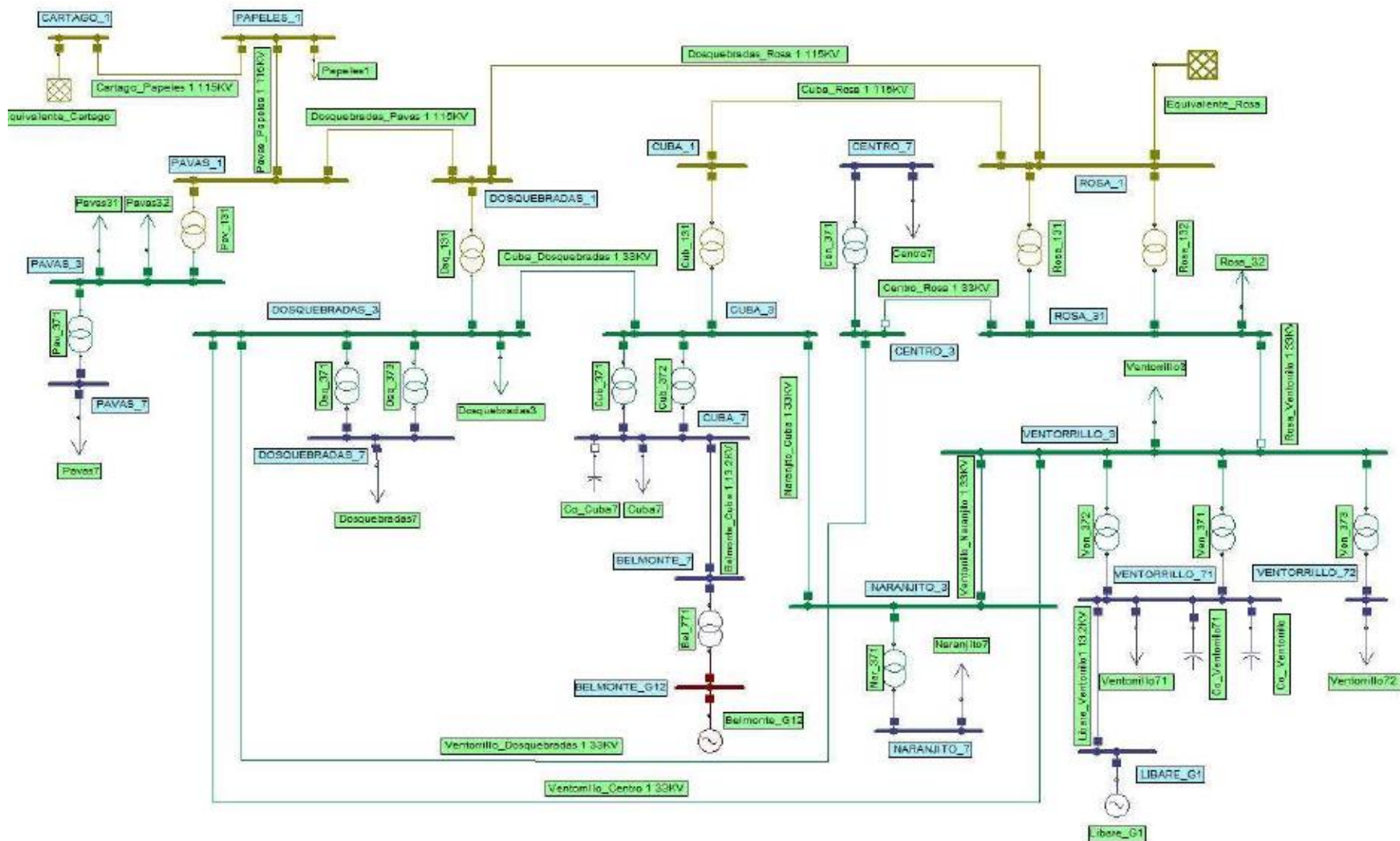


Figura 2. Diagrama unifilar de la ciudad de Pereira.

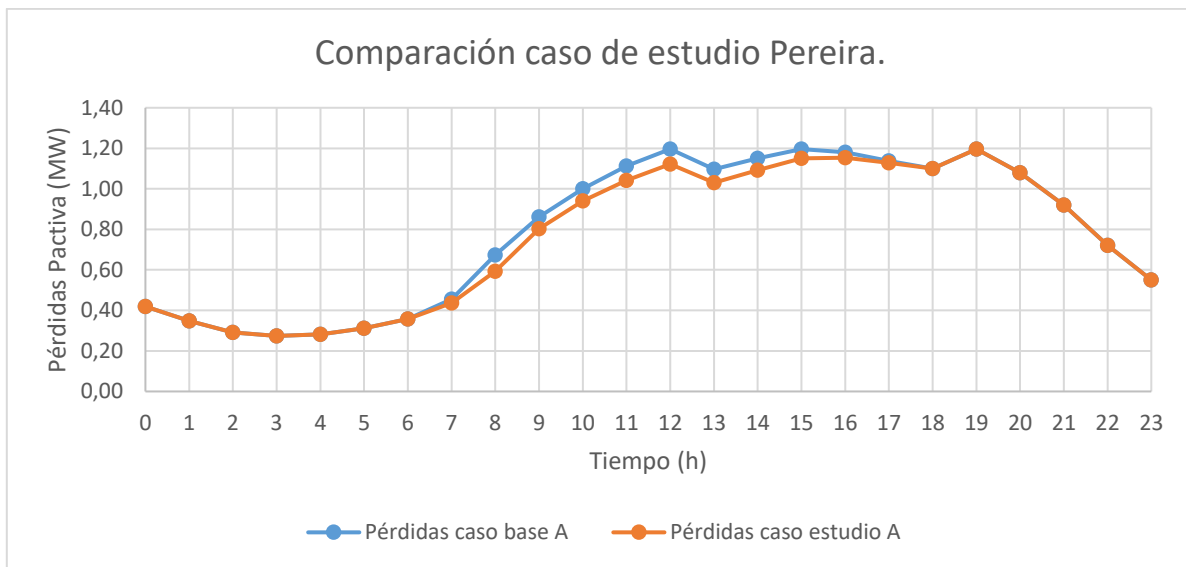


Figura 3. Gráfico comparativo caso base A y caso de estudio A.

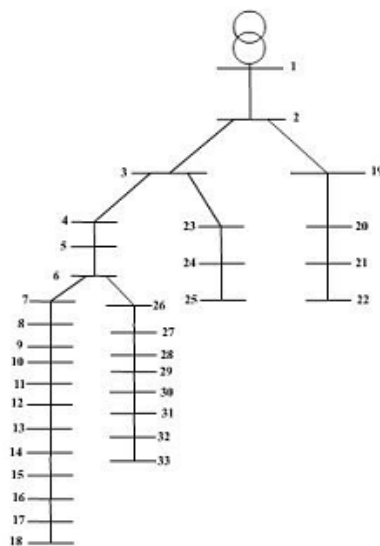


Figura 4. Diagrama unifilar sistema de prueba IEEE red de media tensión.<sup>1</sup>

El análisis comparativo entre el caso base B y el caso de estudio B se muestra en la figura 5. En este caso se nota una reducción de pérdidas mucho más pronunciada en las horas de generación de energía de los parques, lo que denota una alta influencia del nivel de tensión en la reducción de pérdidas de potencia activa.

<sup>1</sup> El sistema de prueba IEEE de 33 nodos se puede encontrar en la página de "Distribution test feeders" de la IEEE.

El diseño de los parques fotovoltaicos (diseño anexo 2) en este caso es que las generaciones de los parques sumen a lo sumo 1 MW, es decir que a la hora de mayor generación de los parques que es las 12 AM Cada parque entregara 0,5 MW, y proporcional con la irradiación el resto de las horas en las que produce, estas irradiancias se asumen igual que en el ejercicio de alta tensión despreciando por simplicidad los cambios que se pudieran producir de la variable por la ubicación, ya que suponer dos ubicaciones en la red de media tensión y calcular las irradiancias promedio en estas implicaría un ejercicio estadístico que requieren datos que no están disponibles para este sistema.

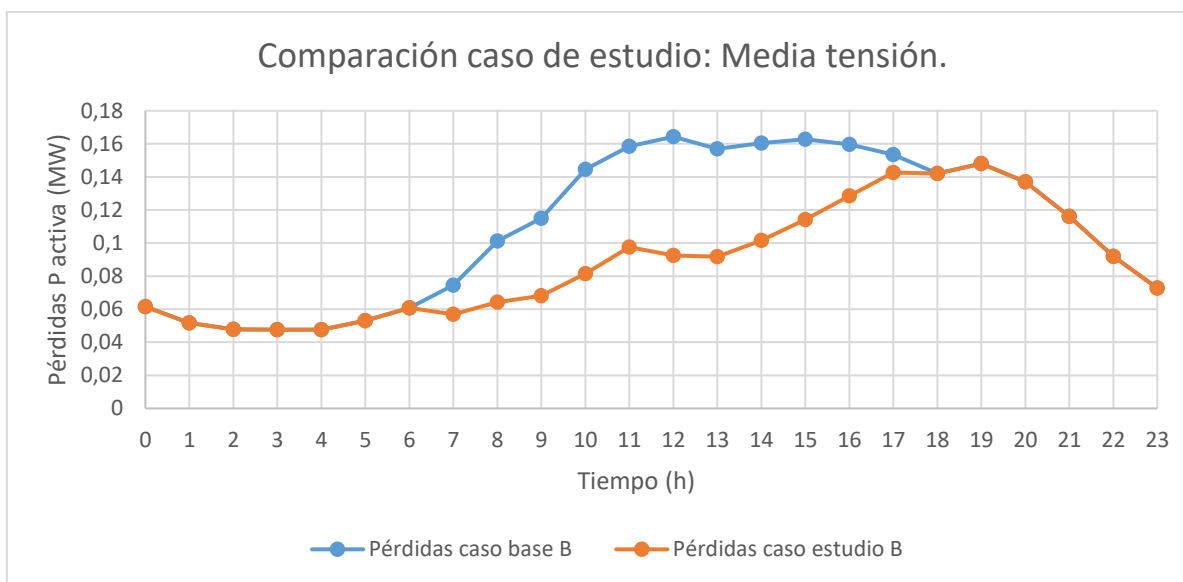


Figura 5. Gráfico comparativo caso base B y caso de estudio B.

La reducción de pérdidas del caso de estudio B frente al caso base B equivalen a 12240kWh (Cercanas a las obtenidas en el ejercicio de alta tensión), pero estas afectan a unas pérdidas de caso base B mucho menores por lo que la disminución porcentual está cercana al 18% resultado que se evidencia en la figura 5.

#### 4.1.3. Reducción de pérdidas debido a una instalación fotovoltaica en baja tensión.

Con los resultados obtenidos en media tensión se procede a hacer verificación del ejercicio en baja tensión, en este caso es el indicado en la figura 6 que es una modificación del sistema de 61 nodos para baja tensión IEEE, por razones de simplicidad al correr los flujos de potencia, este caso base se denomina caso base C.

Los datos de trabajo de este sistema son los proporcionados en el sistema de prueba para las líneas conectadas después del nodo 23.

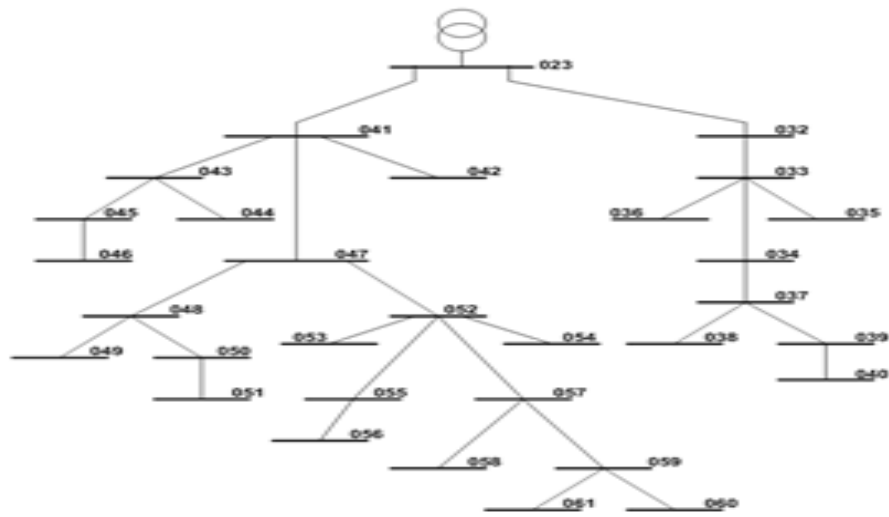


Figura 6. Sistema de prueba baja tensión.<sup>2</sup>

El caso de estudio (Caso de estudio C) en baja tensión está definido por las mismas demandas del caso base C y una generación adicional originada por el sistema fotovoltaico, en este caso se probaron dos configuraciones.

Se prueban estas dos configuraciones para elegir cuál de las dos produce una mayor reducción de pérdidas, haciendo este ejercicio de simulación se analiza la conveniencia de instalar parques fotovoltaicos, o de instalar los paneles en todos los nodos o usuarios del sistema.

Los casos de estudio están definidos así:

- La primera configuración (Caso de estudio C1) con generación en los nodos 9 y 15 y un diseño de 30 paneles por parque, diseño desarrollado en el anexo 3.
- La segunda configuración (Caso de estudio C2) con generación en todos los nodos del sistema. En primera instancia se simularon dos paneles por nodo lo que arrojó una reducción de pérdidas del 18%.

<sup>2</sup> El sistema de prueba IEEE de 60 nodos se puede encontrar en la página de "Distribution test feeders" de la IEEE.

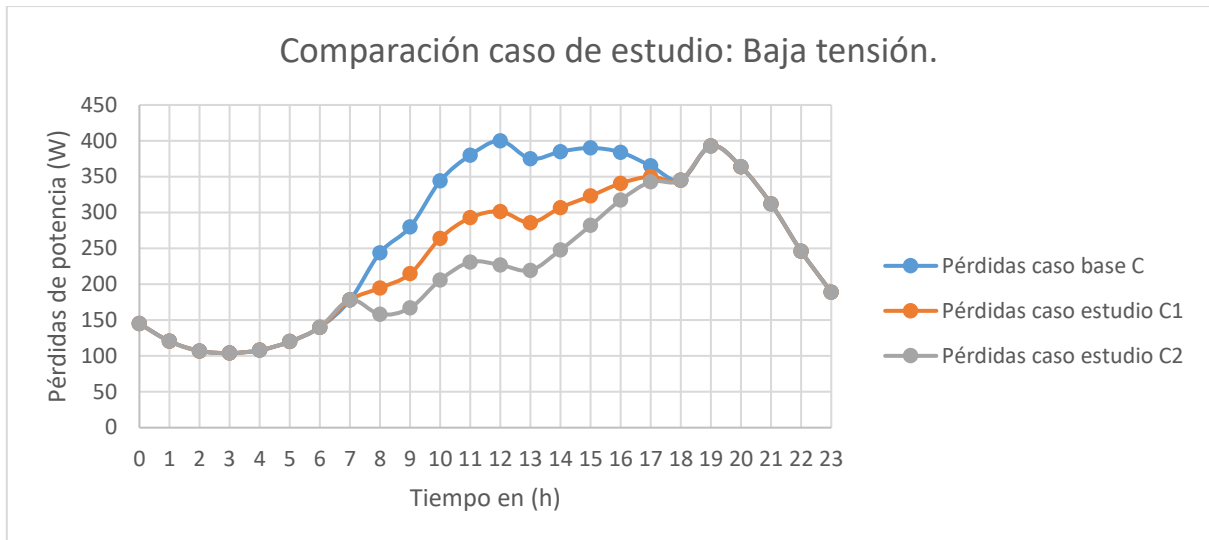


Figura 6. Gráfico comparativo entre el caso base C y los casos de estudios C1 y C2.

Es de aclarar que la reducción de pérdidas gracias a la instalación de fuentes de energía no convencional en este caso solar fotovoltaica no solo está relacionada con el nivel de tensión en el que se instala, también dependerá del sistema en el que se instale, es decir de los niveles de eficiencia que tengan, no se obtendrán los mismos resultados en un sistema muy eficiente que tenga pocas pérdidas por reducir que en uno muy ineficiente con muchas pérdidas por reducir.

Además, los sistemas de prueba empleados son diferentes por representar tres niveles de tensión diferentes, también las inyecciones de potencia de los paneles son diferentes en los tres casos. Este ejercicio de simulación solo nos acercará a trabajar en un nivel de tensión en el que podría resultar rentable hacer la instalación solar fotovoltaica, el ejercicio de justificación económica es el siguiente paso.

## 5. ESTUDIO DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO.

### 5.1.1. Flujos de caja

El estudio de rentabilidad de un proyecto mediante flujos de caja, es una parte fundamental del análisis de un proyecto, debido a que la decisión final de poner en marcha o no el proyecto se decidirá sobre el resultado de esta etapa.

Para realizar un flujo de caja se necesita determinar el valor de la inversión inicial; que representa los egresos necesarios para poner a funcionar el proyecto, también se debe conocer el horizonte del proyecto depende de la permanencia proyectada en el tiempo que tenga el mismo, es decir si tiene una vida útil esperada o si no la tiene.

Los costos se clasifican según el objeto de gasto, en costos de fabricación, gastos de operación, financieros entre otros, los costos de fabricación pueden ser directos e indirectos, los gastos de operación son los gastos de ventas, gastos generales y por administración, los gastos financieros son asociados a los costos de los intereses adquiridos por préstamos obtenidos [17].

Un flujo de caja es una estructura general que se aplica a cualquier proyecto que busca medir la rentabilidad de la inversión, con el estado de flujo de caja se provee información relevante sobre los ingresos y egresos de efectivo en una empresa durante un periodo de tiempo, el estado de flujo de caja se realiza antes de empezar un proyecto y es una proyección de lo que será el estado de resultados.

Estructura de un flujo de caja	
Ingresos afectos a impuestos	+
Egresos afectos a impuestos	-
Gastos no desembolsables	-
Utilidad antes de impuestos	=
Impuestos	-
Utilidad después de impuestos	=
Ajustes por gastos no desembolsables	+
Egresos no afectos a impuestos	-
Beneficios no afectos a impuestos	+
Flujo de caja	=

Tabla 1. Estructura de un flujo de caja.

En la tabla 1 se tiene los ingresos afectos a impuestos son aquellos que aumentan la utilidad contable de la empresa, son los ingresos esperados por la venta de los productos, lo que se calcula multiplicando el precio de cada unidad por la cantidad

de unidades que se proyecta producir y vender cada año, los egresos afectos a impuestos son los que la disminuyen, corresponden a los costos variables resultantes del costo de fabricación, son los costos anuales fijos de fabricación. Gastos no desembolsables son los gastos que para fines de tributación son deducibles, están compuestos por la depreciación y amortización [17]. El cálculo por impuestos se determina como el 15% de las utilidades antes de impuestos.

### **5.1.2. Evaluación de inversiones que generan flujos de capital para periodos determinados.**

Una vez establecido el concepto de flujo de caja, se centra la investigación en los ingresos, teniendo en cuenta que el transcurrir del dinero en el tiempo trae consigo implicaciones financieras, los ingresos serán calculados mediante el uso de matemáticas financieras que consideran la inversión como el menor consumo presente y la cuantía de los flujos de caja en el tiempo como la recuperación que debe incluir un beneficio, para establecer el valor del dinero en el tiempo se debe establecer una tasa de interés adecuada que represente la equivalencia de dinero en periodos de tiempo diferente.

Actualmente los principales métodos para calcular un flujo de caja son el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

El criterio del valor actual neto plantea que para que el proyecto se pueda aceptar el VAN debe ser igual o superior a 0, es decir la diferencia de ingresos y egresos debe ser mínimo 0. Si se toma en cuenta los diferentes intervalos de capitalización. Primero se necesita definir que es un valor presente.

Para definir el valor presente de un activo que genere un flujo efectivo para  $n$  años se tiene:

$$VP = Co + \sum \frac{Cn}{(1+i)^n}$$

Donde  $Co$  es el valor del flujo en el año inicial,  $Cn$  es el flujo de efectivo a  $n$  años e  $i$  es la tasa de descuento, a mayor tasa de descuento, menor será el valor presente de los pagos. Una tasa de descuento alta hace que las tecnologías con mayores costos de inversión y beneficios de largo plazo sean menos competitivas, ya que los costos iniciales se vuelven mucho mayores que los beneficios futuros.

## **5.2. Análisis de viabilidad económica usando como técnica el VAN.**

Se escoge el nivel de baja tensión con una configuración de instalación de un panel en cada nodo, aunque en el estudio preliminar el estudio se hizo con dos paneles por nodo, se decidió presentar la propuesta de viabilidad económica con un solo

panel, lo que representa para el operador de red una inversión inicial menor y por tanto menor riesgo.

	Pérdidas de potencia activa [W]		
Baja tensión.	Caso base	1 panel	% de reducción
Días ordinarios.	6418,5	5808,4836	9,5

Tabla 2. Disminución de perdidas debido a la instalación de un panel por usuario.

Con los resultados porcentuales de esta disminución de pérdidas, se procede a simular cómo una disminución del 9,5% en cada nodo afectará las pérdidas en un alimentador primario. Para este ejercicio se considera una red típica de baja tensión, conectada en los nodos del alimentador primario.

La red típica está definida por el sistema de prueba de baja tensión definido en el capítulo anterior.

	Pérdidas de potencia activa [kW]		
Impacto en media tensión.	Caso base	1 panel	% de reducción
Días ordinarios.	2,706594	2,21827	18

Tabla 3. Impacto en media tensión de la reducción de pérdidas en baja por la instalación de un panel por usuario.

Para lograr esta reducción se debe instalar 1 panel por nodo en la red de baja (que tiene 33 nodos), que a su vez para el sistema simulado de media tensión (que tiene 30 nodos). Tendremos un total de paneles de:

$$\# \text{ de paneles} = 30 * 33 = 990 \text{ paneles}$$

Aunque parece un número elevado de paneles, esta es una proyección futurista, en donde cada casa conectada a un alimentador primario tenga 1 panel.

Con esta reducción de pérdidas se procede a hacer el análisis de viabilidad económica, el primer paso es calcular el cuántos kWh/día se estaría ahorrando gracias a la reducción de pérdidas, bastará con restar los resultados de pérdidas de la Tabla 2. Lo que da un ahorro diario de 488,324 kWh/día, si se supone que todos los días del año se tiene el mismo ahorro, se puede estimar que tras un año el ahorro será de 178238,26 kWh/año, tomando un precio de 400 \$/kWh en un año el ahorro será de \$71.295.304.



Estos serán los ingresos del año 1, el ejercicio para calcular el total de ingresos se hace bajo el supuesto que la vida útil de la instalación fotovoltaica es de 20 años estableciendo el valor presente de los flujos de capital para estos años, usando la fórmula matemática:

$$VPN = \sum \left( \frac{1+g}{1+i} \right)^n * VP$$

Con una tasa de descuento de  $i = 10\%$  y un incremento anual esperado de  $g = 2\%$  usando el dato más conservador de crecimiento esperado y  $n = 20\%$  periodos que representa la vida útil del panel en años, se tiene que:

$$\frac{1+g}{1+i} = \frac{1+0,02}{1+0,1} = 0,92727273$$

Realizando la sumatoria teniendo en cuenta los 20 periodos se tiene:

Periodo (n)	$\left( \frac{1+g}{1+i} \right)^n$
0	1
1	0,92
2	0,86
3	0,78
4	0,74
5	0,68
6	0,63
7	0,59
8	0,55
9	0,51
10	0,47
11	0,44
12	0,40
13	0,37
14	0,34
15	0,32
16	0,29
17	0,28
18	0,26
19	0,24
20	0,22
$\sum \left( \frac{1+g}{1+i} \right)^n =$	9,93

Tabla 4. Ejercicio de VPN.

El valor presente neto de los 20 años de vida útil, es la multiplicación de este valor que se halla equivalente a  $\Sigma \left( \frac{1+g}{1+i} \right)^n = 9,93$  por el valor del ahorro en el primer año como se muestra en la siguiente ecuación.

$$VPN = 9,93 * \$71.295.304 = \$ 707.962.368$$

Lo que nos indica que se tendrá un ahorro por disminución de perdidas gracias a la ejecución del proyecto de \$ 707.962.368 este valor debe ser comparado con los costos en que incurrirá el operador de red cuando instale los paneles.

El siguiente paso en el análisis de viabilidad financiera es calcular el costo de inversión en que incurre el OR para instalar el proyecto. Gracias a la cotización hecha en la página de la empresa china “Foshan Prostar Science & Technology Development Co., Ltd” [15] un panel solar de 250 W como los utilizados en el proyecto para desarrollar el análisis de pérdidas tiene un costo de US \$ 120.

El costo del total de los paneles tendríamos que considerar la tasa representativa del mercado del dólar que rige el día de la compra, suponiendo que se hace el ejercicio con el precio de hoy 30 de agosto de 2016 establecida en \$2924,29 el precio de la compra de los paneles es de:

$$\text{\$ Paneles} = 990 \text{ paneles} * \text{US \$120}$$

$$\text{US \$120} = 2924,29 \text{ COP} * 120 = 350.914,8 \text{ COP}$$

$$\text{\$ Paneles} = 990 \text{ paneles} * 350.918,8 \text{ COP} = 347.405.652 \text{ COP}$$

Al comparar los costos de compra de los paneles de \$347.405.652 con el ahorro por disminución de pérdidas del proyecto \$707.962.368 se tendrá para el proyecto una utilidad antes de impuestos de \$360.556.716

Considerando la totalidad de los estímulos al sector para inversiones en generación con fuentes no convencionales de energía estipulados en la ley 1715 de 2014 [19] y en el decreto 2143 de 2015 [20]; artículo 11 de la ley 1715 de 2014 que declara la deducción del 50% sobre el impuesto de renta. Artículo 13 de la ley 1715 sobre exención de gravamen arancelario para aquellas inversiones de maquinaria y equipo que sean usados en proyectos de energías no convencionales renovables (FNCER) y la sección 3 del decreto 2143 sobre exclusión del IVA para este tipo de proyectos.

Se puede resaltar los esfuerzos del gobierno por fomentar la generación con fuentes no convencionales de energía renovable y esto genera una mayor rentabilidad para el proyecto, al dejar de descontar todos estos impuestos.

La rentabilidad anual del proyecto en promedio será:

$$\%Rentabilidad = \frac{Utilidad}{Inversión}$$

$$Utilidad\ promedio\ anual = \frac{utilidad\ en\ N\ años}{N\ años.}$$

$$Utilidad\ promedio\ anual = \frac{360.829.293\ COP}{20\ años.} = \$18.041.464,65$$

$$\% Rentabilidad = \frac{\$18.041.464}{\$347.405.652} * 100 = 5,2\%$$

La rentabilidad de este proyecto es buena, considerando el bajo factor de riesgo en el que se incurrirá al invertir en la compra del sistema fotovoltaico. El bajo riesgo se atribuye a que la instalación produce ahorros de capital por disminución de pérdidas fijos. Este ahorro es fijo porque está relacionado con la cantidad de energía que se espera que los paneles produzcan durante su vida útil, por lo que se puede concluir que el nivel de incertidumbre sobre la inversión es bajo.

Los efectos indirectos del proyecto como mejorar la confiabilidad del sistema y los índices de calidad de energía al mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI afectan positivamente la rentabilidad representada en reducción de penalizaciones. Proyectos en países líderes de energía solar como España, como el proyecto fotovoltaico en Lebrija (Sevilla) [21] “La ola solar-social” tiene una rentabilidad del 6% anual, cercano a la rentabilidad de este proyecto.

## 6. CONCLUSIONES

- El análisis financiero del sistema fotovoltaico, incorporando como variable de decisión las pérdidas de potencia, dio como resultado una rentabilidad del 5,2% anual lo que significa que es viable económicamente hacer la instalación, en el sistema de baja tensión, instalando un panel por nodo. Esta justificación financiera es válida para ORs que sus pérdidas de potencia activa estén por encima de las pérdidas eficientes, es decir que tengan más del 8% de pérdidas.
- Tras la comparación de los tres niveles de tensión mediante simulaciones, el que muestra mejores resultados en la disminución de la variable pérdidas de potencia activa es el de baja tensión, con una reducción del 18% con 2 paneles por nodo, o de 10% con 1 panel por nodo del sistema. Esto debido a que los niveles de pérdidas más altos se dan en la red de distribución, por lo tanto, cualquier mejora en la red refleja un alto impacto en las pérdidas.
- La topología de instalación de los paneles que muestra mejores resultados en disminución de la variable “pérdidas de potencia activa” es el de la generación con mayor nivel de distribución, es decir, da mayores reducciones una configuración de menos paneles instalados en todos los nodos, que su equivalente en generación concentrada en 1 o 2 parques fotovoltaicos. La razón de esto es que cuando se instala generación fotovoltaica en todos los nodos, las corrientes por el sistema se distribuyen de una mejor manera, a diferencia de cuando se instala un parque ya que se generan mayores corrientes que circulan por los elementos, produciendo menor reducción en las pérdidas.
- Se logra una reducción de pérdidas en media tensión del 18% al disminuir las pérdidas en los alimentadores típicos de baja tensión en un 10% reducción lograda al instalar un panel en cada nodo de la red típica. Aunque es una visión futurista que todos los nodos del sistema tengan un panel, se debe incurrir en estudios financieros para este tipo de proyectos.
- La instalación de energía solar fotovoltaica contribuye en el aplanamiento de la curva de carga, lo que reduce las pérdidas de potencia activa y hace que el sistema de potencia sea más eficiente energéticamente hablando,

entendiendo eficiencia energética<sup>3</sup> como la práctica que tiene como objeto la optimización de recursos y el ahorro energético, este se logra con la reducción de pérdidas de potencia.

- La rentabilidad del proyecto además de generarse por la inclusión de la variable de decisión en el modelo financiero, es posible gracias a las exenciones brindadas por el gobierno en la reciente normatividad, para proyectos con FNCER.

---

<sup>3</sup> Definición de eficiencia energética en: <http://www.sostenibilidad.com/ahorro-y-eficiencia-energetica>.

## 7. ANEXOS

### ANEXO 1

#### Diseño de los parques fotovoltaicos en la red de alta tensión.

El diseño de los parques fotovoltaicos en alta tensión caso específico para la ciudad de Pereira. Instalados en mundo nuevo y alto del nudo<sup>4</sup> El criterio de diseño es una potencia a cubrir, que corresponde al 1% de la demanda máxima en Pereira, con la irradiancia máxima observada. Usando la ecuación 1:

$$\#Paneles = \frac{P}{Pnom * n * \frac{Gef}{Gstd} * (1 - FS)}$$

Donde

Factor de Sombras:  $FS = 0$

Irradiancia Estándar:  $Gstd = 1 \frac{kW}{m^2}$

Eficiencia:  $n = 0,85$

Lo anterior es realizado por recomendación de la literatura y considerando ambientes de instalación propicios.

El panel usado en la investigación tiene una  $Pnom = 250 W$  y la  $P$  máxima a generar es de 3000 kW a una irradiancia máxima de  $Gef \text{ máx} = 1,1 \frac{kW}{m^2}$ .

$$\#Paneles = \frac{3000kW}{0,25kW * 0,85 * \frac{1,1 \frac{kW}{m^2}}{1 \frac{kW}{m^2}} * (1 - 0)}$$

$$Np = 12834,22 = 12835$$

---

<sup>4</sup> Este anexo se saca de la página 38 y 39 de la investigación “impacto de la generación fotovoltaica en un sistema de distribución local” realizado por S. Montoya y W. Valenzuela. Se anexa en esta investigación por facilidad para el lector.

## ANEXO 2.

### Diseño de los parques fotovoltaicos conectados en la red de media tensión.

El presente diseño muestra el cálculo del número de paneles por parque necesarios para cumplir con la potencia necesaria, que para este caso el criterio de diseño es que los dos parques instalados en el sistema de media tensión sumen máximo 1MW.

Como la hora de mayor generación de los paneles es las 12 del mediodía, debido a que en esta hora se presenta la máxima irradiancia según los datos, calcularemos cuantos paneles se deben instalar para que usando la irradiancia de esta hora a lo sumo se genere 0,5 MW por cada parque. Usando la ecuación 1 se tiene:

$$\#Paneles = \frac{P}{P_{nom} * n * \frac{G_{ef}}{G_{std}} * (1 - FS)}$$

Donde

Factor de Sombras:  $FS = 0$

Irradiancia Estándar:  $G_{std} = 1 \frac{kW}{m^2}$

Eficiencia:  $n = 0,8$

Lo anterior es realizado por recomendación de la literatura y considerando ambientes de instalación propicios.

Según el panel que se utiliza cuyas características se encuentran en la figura 1, la  $P_{nom} = 250 W$ , por último, según el criterio de diseño,  $P = 0,5MW$  a una irradiancia efectiva  $G_{ef} = 0,42893 \frac{kW}{m^2}$

Por lo que se tiene:

$$\#Paneles = \frac{500 kW}{0,25kW * 0,8 * \frac{0,42893 \frac{kW}{m^2}}{1 \frac{kW}{m^2}} * (1 - 0)}$$

$$\# \text{ paneles por parque} = 5828,45 \text{ paneles} = 5829 \text{ paneles.}$$

Lo anterior indica que, para suministrar una potencia de 1 MW a las 12, se deben colocar dos parques de 5829 paneles cada uno.

### ANEXO 3

#### Diseño de los parques fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión

Como en los casos anteriores el diseño de los parques fotovoltaicos tiene como criterio de diseño una potencia, en este caso para es que los dos parques sumen máximo 5 kW, en la hora de mayor geación de los paneles es decir la irradiancia correspondiente a las 12 del mediodía.

Usando la ecuación 1 se tiene:

$$\#Paneles = \frac{P}{P_{nom} * n * \frac{G_{ef}}{G_{std}} * (1 - FS)}$$

Donde

Factor de Sombras:  $FS = 0$

Irradiancia Estándar:  $G_{std} = 1 \frac{kW}{m^2}$

Eficiencia:  $n = 0,8$

Lo anterior es realizado por recomendación de la literatura y considerando ambientes de instalación propicios.

Según el panel que se utiliza cuyas características se encuentran en la figura 1, la  $P_{nom} = 250 W$ , por último, según el criterio de diseño,  $P = 2,5 kW$  a una irradiancia efectiva  $G_{ef} = 0,42893 \frac{kW}{m^2}$ .

Entonces se tiene:

$$\#Paneles = \frac{2,5kW}{0,25kW * 0,8 * \frac{0,42893 \frac{kW}{m^2}}{1 \frac{kW}{m^2}} * (1 - 0)}$$

$$\# \text{ paneles por parque} = 29,14 \text{ paneles} = 30 \text{ paneles.}$$

Lo anterior indica que, para suministrar una potencia máxima de 5 kW máximo, se debe colocar 30 paneles en cada parque.



## BIBLIOGRAFIA.

- [1] A. Garcés. Ruíz. "Sistema Eléctrico Colombiano" *Sistemas de Generación de* [1] A. Garcés. Ruíz. "Sistema Eléctrico Colombiano" *Sistemas de Generación de Energía*. Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, Pereira, pp 03-11.
- [2] UPME "Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica". UPME, Colombia, Bogotá D.C, Marc. 2003
- [3] SENA. "Caracterización del Sector Eléctrico Colombiano". SENA-Servicio Nacional de Aprendizaje, Colombia, Medellín, Publ Ofic, 978-57193-3-0, Nov, 03, 2013.
- [4] C. Quintero. Montaño. "Estudios de Mercado-Análisis descriptivo y estructural del sector de Energía en Colombia". la Superintendencia de Industria y Comercio. Colombia, Bogotá D.C, May,06,2011.
- [5] "La Fórmula Tarifaria General que Permite a los Comercializadores Minoristas de Electricidad Establecer los Costos de Prestación del Servicio a Usuarios Regulados en el Sistema Interconectado Nacional, Resolución 240B. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá. Dec, 22 ,2015.
- [6] Propuesta Para Remunerar Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución Local, Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, Colombia, Bogotá D.C, Jan. 2011.
- [7] "Metodología de Remuneración de Planes de Reducción de Pérdidas" Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá, Dec, 01, 2011.
- [8] "Definición de Operador de Red de STR y SDL de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG". Accessed Aug, 07, 2016. [Online]. Available:<http://web.creg.gov.co/index.php/en/component/glossary/Glossary-1/O/OPERADOR-DE-RED-DE-STR-Y-SDL-%28OR%29-1130/>
- [9] "Por el Cual se modifica el Decreto 387 de 2007". Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, Colombia, Bogotá D.C. Sept, 09, 2013.
- [10] L. F. Grisales. Noreña "Diseño y Operación de Sistemas de Distribución Bajo un Ambiente de Redes Inteligentes" Proyecto de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia,2015.
- [11] UPME-BID. "Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia". UPME, Convenio, ATN/FM-12825-CO.Colombia, Bogotá, 2015.

[12] “Colombia hacia la COP21”. Todos Por Un Nuevo País Paz Equidad Educación y Minambiente, Colombia, Bogotá D.C. July, 15, 2015.

[13] “Guía Técnica de Aplicación para Instalaciones de Energías Renovables Instalaciones Fotovoltaicas”. Gobierno de Canarias. Accessed Sept, 17, 2016. [Online]. Available: [http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random49914e4ed9045/1234263307\\_GuiaFotovoltaicaGobCan.pdf](http://www.agenergia.org/files/resourcesmodule/@random49914e4ed9045/1234263307_GuiaFotovoltaicaGobCan.pdf)

[14] S. M. Salazar and W. G. V. Idarraga, “Impacto de la generación fotovoltaica en un sistema de distribución local”, Tesis de pregrado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2015.

[15] “Specification sheet de PPS250W de Foshan Prostar Science & Technology Development Co, Ltd”. China. Accessed Sept, 04, 2016. [Online]. Available: <http://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/Polycrystalline/25461>

[16] E. A. Muñoz. “Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas Renovables no Convencionales para incorporar a la Gestión Energética del Casino de Suboficiales Badilla, III Brigada de la Fuerza Aérea de Chile, Puerto Montt.”. Proyecto de Grado, Universidad Austral de Chile, Puerto Montt, Chile, 2012  
Julio 24 de 2015

[17] N. Sapag and R. Sapag “Construcción de flujos de caja” in *Preparación y evaluación de proyectos* 5th edición, Colombia, 2008.

[18] J. D. Rhodes. (Apr 07 2016). “When Will Rooftop Solar Be Cheaper Than The Grid? Here's A Map”. Accessed Sept, 05, 2016 [Online]. Available: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/04/when-will-rooftop-solar-be-cheaper-than-the-grid-here-s-a-map.html>

[19] “Por Medio de la Cual se Regula la Integración de las Energías Renovables No Convencionales al Sistema Energético Nacional.” Resolución 1715. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá. May, 13 ,2014.

[20] “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo 111 de la Ley 1715 de 2014”. Resolución 2143. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá. Nov, 04 ,2015.

[21] (Sept, 2016) “El éxito de la Ola Solar~Social de Lebrija” Accessed Sept, 09, 2016. [Online]. Available: <http://riuma.uma.es/xmlui/bitstream/handle/10630/7302/FORMATO%20IEEE1.pdf>

[22] A.Rios. “Energías renovables, aplicaciones y herramientas para el desarrollo y elaboración de proyectos”, CEC – Centro de Educación Continua y Universidad EAFIT.

[23] M. Madrigal, J. J. Rico and L. Uzcategui, Member. “Estimation of Technical Energy Losses in Electrical Distribution Systems” IEEE Latin America Transactions 2015 Oct, 10.

[24] ASOCODIS. “Análisis de Pérdidas No Técnicas de las Empresas de Distribución Eléctrica”. ASOCODIS. Colombia, Bogotá. May, 2004.

[25] “Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución” Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá. Oct ,2002.

[26] “Cartilla-Propuesta para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local”. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Bogotá, Jan, 2011.

[27] V. Ramiro R. Corredor and Y. P. Mosquera. “Impacto de la respuesta en demanda en el cálculo de los cargos por uso del sistema de distribución” Proyecto de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia,2013.

[28] E. A. Muñoz. “Evaluación Técnica y Financiera de Alternativas Energéticas Renovables no Convencionales para incorporar a la Gestión Energética del Casino de Suboficiales Badilla, III Brigada de la Fuerza Aérea de Chile, Puerto Montt.”. Proyecto de Grado, Universidad Austral de Chile, Puerto Montt, Chile, 2012

[30] H. García, A. Corredor, L. Calderón and M. Gómez. “Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia” Documento para el fondo mundial para la naturaleza (WWF), Fedesarrollo, Colombia, 2013.

[31] “Smart grids Colombia visión 2030. Parte 1: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de redes inteligentes en Colombia”. Colombia Inteligente. Medellín, Colombia. Apr, 16, 2016.